

РАЦИОНАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ИНГИБИРОВАНИЮ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

И.В. Мурачев

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основные показатели, характеризующие экономическую эффективность и техническое совершенство ГНО (глубинно-насосного оборудования), являются показатели МРП (межремонтный период) и СНО (средняя наработка на отказ). Прогнозирование данных показателей позволяет наиболее точно планировать расходы предприятия на приобретение нового оборудования, ремонт эксплуатируемого оборудования и подземный ремонт скважин [1].

Одной из причин преждевременных отказов ГНО снижение показателей дебитов скважин, а также снижения МРП и СНО является эксплуатация оборудования в условиях повышенного солеотложения.



**Рис. Отложение солей на рабочей ступени
УЭЦН**

Для большинства месторождений Западной Сибири характерно отложение кальцитов. Исследованиями разных авторов установлено, что в составе пород продуктивного пласта большинства месторождений Западной Сибири присутствует сидерит (FeCO_3), кальцит и, в некоторых случаях, карбонат магния (MgCO_3). Причины этого заключаются в следующем. Пластовые воды на месторождениях в Западной Сибири насыщены растворенным углекислым газом. При фильтрации такой воды происходит растворение цемента породы пласта, в результате образуются растворимые в воде соединения – бикарбонаты железа и кальция, которые вместе с нефтью и пластовой водой выносятся в скважину. Процесс перехода растворимых в воде бикарбонатов в растворимые в воде карбонаты железа и кальция сопровождается осаждением последних на поверхности подземного оборудования скважины, что в свою очередь ведёт к снижению дебита скважины и увеличению риска прихвата подземного оборудования при

последующем ремонте [2]. Химическая обработка скважины является одним из методов борьбы с вышеперечисленными проблемами.

Особое внимание в работе уделяется способам подачи ингибитора в скважину.

Ингибиторы солеотложений предназначены для защиты глубинного и поверхностного нефтепромыслового оборудования скважин от отложений минеральных солей различных составов на поверхности оборудования на всех стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти.

На ряде месторождения Западной Сибири зарекомендовал себя ингибитор серии СОНСОЛ компании «Опытный завод Нефтехим». Данная линейка охватывает широкий спектр применения, что помогает выбрать оптимальный состав для каждого вида отложений. (табл.) [3].

Таблица

Функции ингибиторов солеотложений серии «СОНСОЛ»

	2001А	2001Б	2002А	2002Б	2011	3001	3002	2100А	2003	2003А
Отложение CaCO_3
Отложение CaSO_4
Отложение BaSO_4						
Отложение FeCO_3				
Объекты применения										
Системы ППД
Системы нефтесбора
Трубопровод пресной воды
Технология дозирования										
Постоянная подача
Периодическая подача
Задавка в пласт
Объемная обработка					
Заливка в ЗУМПФ					

Как следует из табл., наибольшего эффекта ингибитора необходим выбрать оптимальный способ подачи его в скважину.

Наиболее популярными технологиями закачки ингибиторов в Западной Сибири является прямая закачка в затрубное пространства при помощи мобильного блока реагентного хозяйства (МБРХ), системы устьевой дозировки реагента (СУДР), а также использование погружных контейнеров. Контейнеры обладают рядом преимуществ: универсальность, надёжность, гибкость [5]. Однако, они эффективны только для малodeбитных скважин, их срок

действия зависят от типоразмера УЭЦН и рассчитан на определённый промежуток времени, так как количество реагента в контейнере ограничено. Подача ингибитора в затрубное пространство может быть малоэффективной, основная часть солей оседает на внешней поверхности и рабочих ступенях ГНО, для положительного эффекта надо увеличивать ударные дозы реагента. Чтобы избежать чрезмерного расхода реагента и увеличить эффективность его действия применяют специальный дозатор для подачи реагента по капиллярным система на приём насоса или на интервал перфорации. В этом случае, по скважинному трубопроводу, закреплённому на внешней поверхности НКТ закреплённый протектолайзером, через устройство крепления капиллярного трубопровода совместно с центратором ПЭД, химический реагент поступает в груз-распылитель [4]. При выбранном способе дозирования реагент поступает в интервал перфорации до начала образования кристаллов солей. При данном способе подачи химического реагента, исключаются прихваты УЭЦН при срыве планшайбы по причине отложения твердого осадка на теле ПЭД, а также значительно снижается расход реагента.

На Кирском и Коттыньском месторождениях проводилась опытно-промышленная эксплуатация данной технологии. Ингибитором солейотложений СОНСОЛ 2001, СОНСОЛ 2002 было обработано 11 скважин осложнённого фонда с удельной дозировкой 40 г/м³. Нарботка на отказ увеличилась на 60 суток и составила 252 суток [2].

На Самотлорском месторождении внедрение данной технологии дало следующие результаты. Для скважин с МРП менее 130 суток использование данного комплекта целесообразно. Чем меньше МРП скважины, тем больше экономический эффект. Для скважин с МРП более 130 сут. экономически выгодно применение данной технологии только если данный комплект оборудования повысит гарантированный межремонтный период скважины более двух лет.

На основании данных примеров можно сделать рекомендации, что внедрение данной технологии может быть весьма целесообразна и экономически выгодна для скважин с повышенной интенсивностью солейотложений, МРП которых менее 130 суток. Также рекомендовано к применению для ряда крупных месторождений с большим осложнённым фондом скважин по солейотложениям.

Литература

1. Смышляев И.В. системный анализ причин отказов погружного оборудования и разработка эффективных мероприятий, направленных на повышение наработки на отказ. – м.: всероссийский конкурс «новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса, 2016, №1. – 24 с.
2. Волочков А.Н., Уметбаев В.Г. повышение надежности эксплуатации глубинного оборудования скважин в условиях отложения солей на Кирском и Коттыньском месторождениях// электронный журнал «Нефтегазовое дело» – 2011, №1. – 99-106 с.
3. АО «Опытный завод Нефтехим» [Электронный доступ] <https://ozneftehim.ru/chemistry/scale-inhibitors-and-solvents/> (дата обращения 08.01.2018).
4. Инжиниринговая компания «Инком-нефть» [Электронный доступ] <http://incomneft.ru/o-kompanii.html> (дата обращения 10.01.2018).
5. АльфаИнвест [Электронный доступ] <http://www.alphainvest.ru/index/equipment/tril> (дата обращения 08.01.2018).

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЕДИНИЦ ПОТОКА ПРИ ОЦЕНКЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

И.Р. Набокин

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, доцент В.П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время выработанность запасов нефти и газа из месторождений с относительно изотропным и гомогенным геологическим строением увеличивается, вследствие чего нефтяным инженерам необходимо разрабатывать сложно построенные, гетерогенные резервуары. Для успешной добычи нефти и газа требуется детальное изучение вмещающих толщ. Несмотря на значительное развитие нефтегазового инжиниринга, изучение геологических формаций с целью прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта остается одним из наиболее сложных аспектов.

Наиболее используемым методом определения пористости и проницаемости в отечественной индустрии является корреляция данных исследований керна с результатами геофизических исследований скважин. Данный подход имеет определенную долю ошибки при использовании в гетерогенном геологическом разрезе, так как практически невозможно определить единственную корреляционную зависимость для всего интервала. В то время как, методика гидравлических единиц потока позволяет достичь приемлемого уровня описания и оценки коллектора путем учета его неоднородности.

Целью работы является обоснование эффективности применения методики гидравлических единиц потока для определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород, слагающих резервуар, точность определения которых является критически важной при геологическом и гидродинамическом моделировании.

Согласно исследованиям J.O. Amaefule [1], «гидравлическая единица потока» определяется как представительный элементарный объем породы внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород [3]. Иными словами, это зона резервуара, которая достаточно выдержана по латерали и вертикали и имеет одинаковые характеристики